



Portal de revistas: <http://revistas.utp.ac.pa>



Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia

Optimal location of virtual generation plants in electric power systems based on optimal power flows

Fabricio Mosquera ^{1*}, Diego Carrión ²

¹ Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador

² Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador

*Autor de correspondencia: fmosquerav@est.ups.edu.ec

RESUMEN– El presente trabajo determina la ubicación óptima de plantas virtuales de generación analizando el comportamiento en estado estacionario del sistema, la planta virtual de generación combina una amplia variedad de recursos energéticos distribuidos y los opera como un sistema unificado. Se identificará la localización óptima de plantas virtuales de generación para mejorar el perfil de tensión nodal del sistema de potencia basado en flujos óptimos de potencia de corriente directa con restricciones económicas. El análisis de sistema eléctrico se realiza mediante flujos óptimos de potencia de corriente continua basado en programación lineal entera mixta respetando restricciones económicas, ambientales, cargabilidad de las líneas de transmisión, el manejo de las demandas, nivel de sobrecarga, desviación angular y perfil de tensión. Se realiza una revisión literaria plantas virtuales de generación la cual tiene una serie de ventajas competitivas como el uso de tecnologías renovables y de alta eficiencia energética. También dispone de información para el desarrollo del flujo óptimo de corriente continua.

Palabras clave– *Flujo de carga, despacho de generación de energía, generación de energía distribuida, gestión del sistema eléctrico, recursos energéticos, transmisión de potencia.*

ABSTRACT– The present work determines the optimal location of virtual generation plants analyzing the steady state behavior of the system, the virtual generation plant combines a wide variety of distributed energy resources and operates them as a unified system. The optimal location of virtual generation plants will be identified to improve the nodal voltage profile of the power system based on optimal flows of direct current power with economic and environmental constraints. The electrical system analysis is carried out by means of optimal direct current power flows based on mixed integer linear programming, respecting economic, the chargeability of the transmission lines, the handling of the demands, the overload level, the angular deviation and the voltage profile. A literary review of virtual generation plants is carried out, which has a series of competitive advantages such as the use of renewable technologies and high energy efficiency. It also has information for the development of the optimal direct current flow.

Keywords– *Load flow, dispatch of power generation, generation of distributed energy, management of the electrical system, energy resources, power transmission.*

1. Introducción

En la actualidad la Unión Europea ha cambiado significativamente hacia un sistema de energía con menos dependencia de recursos no renovables, con la introducción de políticas de reducción de emisiones que tienen impactos significativos en los mercados de electricidad [1].

La presencia de generación distribuida (DG) plantea nuevos retos en la gestión y operación de las redes eléctricas. La DG tales como eólica, calor y energía combinada, etc. Ya representa el 20% o más de la

generación total en algunas empresas eléctricas, y esta cifra aumenta constantemente [2].

DG proporciona autonomía y flexibilidad para los usuarios finales, y al mismo tiempo permite una reducción de corto plazo inversiones requeridas en el sistema eléctrico convencional [3]. La energía eólica y la energía fotovoltaica en una DG, pueden llevar a la aparente paradoja situación de los precios negativos de la electricidad en momentos de baja demanda de energía [4].

Citación: F. Mosquera y D. Carrión, "Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia", *Revista de I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. (no modificar), 2020.

Tipo de artículo: Original. **Recibido:** 17 julio 2019. **Recibido con correcciones:** 19 de octubre de 2019. **Aceptado:** 7 de julio de 2020.

DOI.

Copyright: 2020 F. Mosquera y D. Carrión. This is an open access article under the CC BY-NC-SA 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>).

En una DG es importante considerar la respuesta de la demanda de los sistema, así como el almacenamiento de la energía producida [5].

La inserción de los recursos energéticos distribuidos (DER) está en aumento alrededor del mundo, ya que posee un sistema de energía sostenible con menos problemas ambientales y mayor eficiencia energética que de energías no renovables [6].

Un VPP es la unión de recursos distribuidos [6]-[7]-[8]-[9]-[10], almacenamiento de energía y cargas controlables. Ejemplos de generadores son paneles fotovoltaicos (PV), turbinas eólicas, pequeños sistemas hidroeléctricos, celdas de combustible o CHPs (Central combinada de calor y energía). El almacenamiento de energía comprende almacenamiento electroquímico (por ejemplo, baterías), almacenamiento mecánico (por ejemplo, tanques de aire comprimido o energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo) y almacenamiento térmico [6]-[11].

Una VPP desempeñan como un solo actor en el mercado de la energía. Dentro de este nuevo concepto de VPP, los propietarios de VPP tienen la posibilidad de acceder al mercado eléctrico, mientras compensan la energía debida a las intermitencias en las fuentes de energía eólica y solar [10].

En [12] VPP se define como una entidad heterogénea multitecnología y multisitio. En [13] se explica que las VPP están compuestas principalmente de varias fuentes de energía renovables (RES).

En el mundo de la VPP [14] tiene tres secciones: VPP basado en la respuesta a la demanda (DR), VPP del lado de la oferta y VPP de activos mixtos.

Con la mayor penetración de DER en la red eléctrica, se requiere más flexibilidad en el lado del consumo. La flexibilidad disponible en el DER desplegado en un edificio residencial puede convertirse en un activo atractivo para el comercio en los mercados de electricidad. Un VPP puede ofrecer una respuesta de demanda a un agregador que opera en el mercado. Sin embargo, en el sector residencial esta flexibilidad puede estar sujeta al comportamiento de los residentes [15].

Actualmente, el principio de VPP basado en la respuesta a la demanda (DR) más utilizado y mejor establecido es la gestión de cargas comerciales e industriales y la generación distribuida. Varios factores definen los modelos de negocio bajo los cuales los VPP operan [16]:

Método de financiación (mercado o incentivado), mercado objetivo (servicios del sistema, gestión de desequilibrios, día por delante, intradía, mercado de balanceo, etc.). Factor de motivación (estructura de precios, aspecto ambiental, aspecto del sistema, etc.). Tipo de cliente (doméstico, comercial, industrial, público). Características de consumo (capacidad de respuesta, capacidad, confiabilidad, frecuencia, duración, etc.) Características de generación distribuida (recurso primario, capacidad de respuesta, capacidad, confiabilidad, frecuencia, duración, etc.) Tipo de activación (tiempo de respuesta, duración, cambios, capacidad, etc.). Modo de comunicación o activación (manual, semiautomático, automático).

Normalmente, la combinación correcta de los factores mencionados anteriormente establecerá el éxito de un programa de respuesta a la demanda relevante. Los sistemas avanzados de VPP IT recopilan datos de la red, se comunican con los clientes y administran el equipo de control distribuido asociado. También controlan la base distribuida de "recursos" (generación y consumo distribuidos), crean activaciones, implementan el proceso de optimización de energía, monitorean la implementación y evalúan el desempeño cuantitativo y financiero de las operaciones [16].

En general, VPP del lado de la oferta existen dos tipos de mercados en función de cómo se forma el precio en los mismos [17]:

Mercados "pagar como oferta", en los que un VPP recibe exactamente el precio que él ha ofertado, mercados marginalistas, en los que todos los generadores casados reciben un mismo precio, el cual se determina por el cruce de las curvas de oferta y demanda.

En Los VPP de activos mixtos el objetivo final del VPP es que reúne la generación distribuida y la RD para proporcionar un intercambio sinérgico de los recursos de la red para obtener más valor, reduciendo así los costos de capital. Pocos de estos proyectos están en operación comercial hoy [17].

La VPP incluye capacidades de almacenamiento y respuesta a la demanda, permite que las fuentes de energía renovables variables, actúan como una gran planta de energía despachable [18].

La penetración de los sistemas de alimentación distribuida de corriente continua está aumentando rápidamente en las redes de energía eléctrica aisladas, para satisfacer la demanda de energía barata, limpia, de

alta calidad e ininterrumpida de la sociedad moderna. corriente continua [19].

Junto con el aumento del consumo de energía en el mundo, las nuevas tecnologías influirán en la forma en que generamos, distribuimos y consumimos energía, mediante esta investigación se plantea un conceptualización de la VPP, así como su funcionamiento y comportamiento en el mercado eléctrico, también se logrará la identificar la localización óptima de plantas virtuales de generación para mejorar el perfil de tensión del sistema de potencia basado en flujos óptimos de potencia de corriente directa (DCOPF) de corriente continua con restricciones económicas y ambientales.

En la sección 2 se defina VPP su clasificación, la comunicación y protocolos que utiliza para ingresar al mercado eléctrico por otro lado se menciona la optimización de VPP con criterios de despacho económico. En la sección 3 se encuentra la conceptualización y desarrollo de flujos de potencia, las ventajas de flujos óptimos de corriente directa (DCOPF) y finalmente se tiene conclusiones acerca del presente trabajo.

2. Definición y características de una Vpp

Las VPP se pueden dividir en tres categorías basadas en su modo de operación: generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento de energía y recursos de carga controlables [20].

La estrategia de control de las VPP se puede dividir en tres diferentes patrones: control centralizado, control distribuido y control totalmente distribuido, según su estructura e información, Dependiendo de los roles y la responsabilidad, VPP se distingue como VPP comercial (CVPP), VPP técnico (TVPP) y VPP combinado [21].

VPP comercial (CVPP).- En [22] un CVPP se agrega la capacidad de diferentes unidades DER para participar en un mercado mayorista de energía, el objetivo de un CVPP es minimizar los costos de producción y maximizar las ganancias. El operador puede ser cualquier agregador de terceros con acceso al mercado.

En [23] CVPP permite: Visibilidad de las unidades de DER en los mercados energéticos, participación de las unidades de DER en los mercados energéticos, y maximización del valor de la participación de las unidades DER en los mercados energéticos.

CVPP realizan agregación comercial y no toman en consideración ningún aspecto de operación de red que las redes de distribución activas deben considerar para una operación estable [23].

VPP técnico (TVPP).- Un TVPP en [22] consiste en diferentes DERs en la misma zona geográfica ubicación e incluye la influencia en la cuadrícula local. El objetivo principal de un TVPP es ayudar a estabilizar la red de distribución.

En [23] TVPP permite: Visibilidad de las unidades DER a los operadores del sistema., contribución de las unidades de DER a las actividades de gestión del sistema, uso óptimo de la capacidad de las unidades DER para proporcionar servicios auxiliares que incorporan restricciones de la red local

Esto nos comenta que las unidades pequeñas proporcionen servicios auxiliares y reduce los riesgos de indisponibilidad al diversificar las carteras y la capacidad en comparación con las unidades DER independientes [23].

VPP combinado.- En [22]-[24] comenta un nuevo tipo de VPP, mencionados anteriormente, para minimizar sus efectos negativos y maximizar sus beneficios. La VPP combinada debe ser operada por terceros y debe incluir ofertas de productos basadas en el mercado, como servicios de red, y debe considerar el impacto de los horarios en la red eléctrica local.

VPP combinado cubre la brecha entre la optimización económica en un CVPP por un lado y la operación de red estable por el otro [24].

En [24] menciona a la VPP combinado dispone del CVPP que está operativo en los mercados de energía y es responsable de pasar información sobre DER a través del TVPP y participa en la administración del sistema y facilita la administración de las restricciones de la red local, así como la agregación de DER con los parámetros de la red local para su presentación a nivel de transmisión.

2.1 Comunicación de Vpp

En [25] una VPP se tiene un grupo de unidades generadoras dispersas, cargas controlables y no controlables; y sistemas de almacenamiento, agregadas para operar como una planta de energía única.

Los generadores pueden utilizar fuentes de energía tanto fósiles como renovables. VPP tiene un sistema de

administración de energía (EMS) que coordina los flujos de energía provenientes de los generadores, las cargas controlables y los almacenamientos como se muestra en la figura 1 [6]-[7]-[25].

La VPP puede hacer sus tareas solo con la existencia de un EMS para equilibrar las cargas, las producciones [9] y la comunicación es bidireccional, de modo que el VPP no solo puede recibir información sobre el estado actual de cada unidad, sino que también puede enviar las señales para controlar los objetos, la coordinación del funcionamiento es muy compleja [25].

La VPP será el equilibrio de la generación de energía y el consumo en su localidad, el control distribuido se basa en el sistema multiagente [26].

La característica principal de la planta de energía virtual es que cada unidad del VPP está conectada directa o indirectamente con el EMS para que el centro de control pueda recibir la información sobre el estado real del participante [13].

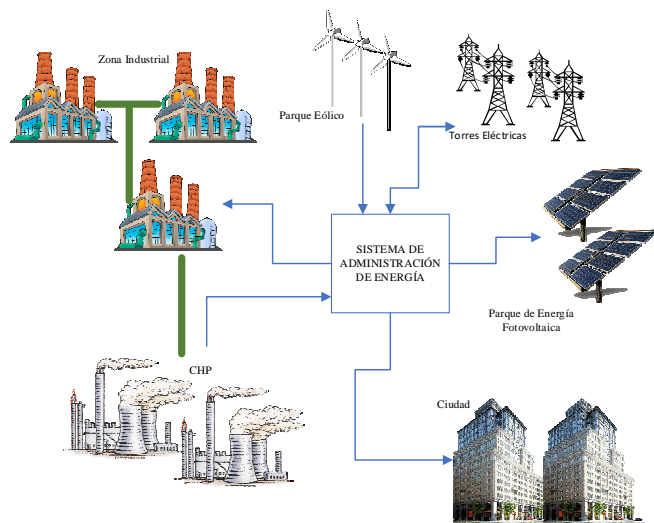


Figura 1. Análisis de Vpp

Los diferentes modos de operación de VPP, incluidos el funcionamiento en isla y el funcionamiento conectado a la red, afectarán la salida y los beneficios de su DER interno. En el funcionamiento de la isla, el envío óptimo está en la premisa de DER interno y la carga local dada. La carga interrumpible que es necesaria en el funcionamiento de la isla se activa para compensar la falta de energía en [20].

El componente central de un VPP es un agregador que opera en los mercados, recupera datos de medición de los DER y envía programaciones o comandos a los

controladores de DER. Para las interacciones entre el agregador y los controladores DER, se requiere un canal de comunicación seguro. Actualmente, en muchos países se están implementando medidores inteligentes y de facturación automatizada para mejorar el monitoreo de la red y habilitar tarifas dinámicas en función del tiempo o dinámicas, lectura de medidores remotos y facturación automática [11].

En [11] comprende DLMS (especificación de mensaje de lenguaje de dispositivo) como un protocolo de capa de aplicación para la comunicación con dispositivos de medición, y COSEM (estándar complementario para la medición de energía) como un sistema para orientado a objetos Modelado de equipos de medición de energía. DLMS / COSEM usa el sistema de identificación de objetos (OBIS) para identificar objetos de datos en sistemas de medición de energía, y los servicios de COSEM permiten a los clientes consultar atributos específicos de objetos, asignar valores a atributos de objetos o ejecutar métodos de objetos.

SML (lenguaje de mensajes inteligentes) es un protocolo orientado a mensajes para la comunicación con medidores inteligentes. El protocolo de aplicación SML define archivos SML que consisten en uno o varios mensajes SML. Un mensaje SML puede ser una solicitud o una respuesta. Los medidores inteligentes actúan como servidores, reciben archivos SML de los clientes y procesan los mensajes SML contenidos en el orden de recepción. Actualmente, el SML no se usa ampliamente fuera de Alemania [11].

Para el monitoreo y control de dispositivos distribuidos en diferentes sitios, se requiere un canal de comunicación seguro y confiable. Para Alemania, BSI TR03109 define una AMI (Infraestructura de Medición Avanzada) basada en SMGW (medidor inteligente)[11].

En [25] uno de los protocolos propuestos y utilizados en un enfoque de planta de energía virtual es IEC 61850.

Un clave importante para el éxito de las redes inteligentes y la respuesta a la demanda es la existencia y el uso de estándares. El uso de estándares garantiza la interoperabilidad perfecta entre diferentes partes interesadas. Han surgido varios estándares de redes inteligentes y están siendo desarrollados por diferentes organizaciones en diferentes regiones. En los Estados Unidos, el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) está liderando la estandarización y en la UE la organización responsable es CEN-ELEC [15].

Desde la perspectiva de la comunicación, hay una necesidad de protocolos estándar para construir casos de negocios sólidos en torno a nuevos temas como la respuesta de la demanda. Actualmente hay dos alianzas industriales que trabajan en la estandarización, automatización y simplificación de la respuesta a la demanda. La alianza OpenADR ha desarrollado un protocolo de capa de aplicación llamado OpenADR 2.0 para facilitar la integración de respuesta a la demanda [15].

Se propone una metodología novedosa para evaluar el desempeño de los protocolos de respuesta a la demanda junto con una estrategia de respuesta a la demanda. Esta metodología se puede utilizar para evaluar una estrategia junto con un protocolo y ajustar de forma iterativa los parámetros en el protocolo o en la estrategia para lograr un rendimiento deseable [15].

2.2 Optimización de la estructura Vpp

Para mantener la frecuencia y la tensión del sistema de potencia dentro de los límites permitidos, el operador del sistema independiente (ISO) en [25] debe obtener una “Reserva Rodante” suficiente como servicio auxiliar de control de frecuencia y suficiente potencia reactiva, respectivamente la función objetivo (OF) del EMS es administrar los flujos de energía para minimizar los costos de generación de electricidad, los costos totales y evitar la pérdida de energía producida por generadores basados en energía renovable y operara de acuerdo con su función objetivo un ejemplo, se tomaría como la minimización de los costos de generación o la maximización de las ganancias [25]

En [13] el sistema de control VPP equilibra la generación y el consumo en cada intervalo de tiempo durante el período de un día y la estrategia propuesta puede ayudar al ingeniero de planificación a minimizar el costo de generación de energía VPP.

En [27] El objetivo de VPP es maximizar las ganancias mediante la identificación de oportunidades de arbitraje y la oferta óptima en los mercados.

En [8] el arbitraje comenta como la práctica de tomar ventaja de una diferencia de precio entre dos o más mercados, objetivo que se consigue llevando a cabo transacciones complementarias, compra y venta del mismo activo (en nuestro caso energía) en los distintos mercados para capitalizar el diferencial de precios.

En [27] arbitraje es el proceso de obtener ganancias sin riesgo al aprovechar el precio diferencial para el mismo activo o seguridad física. Como táctica de inversión ampliamente aplicada, el arbitraje generalmente implica la venta de un valor a un precio relativamente alto y la compra simultánea del mismo valor (o su equivalente funcional) a un precio relativamente bajo.

Además, la información sobre los posibles cuellos de botella en la red desempeña un papel relevante en el proceso de optimización de la operación VPP [6]-[7]. De esta manera, el EMS puede elegir el "modus operandi" óptimo, debido a la naturaleza fluctuante de las fuentes de energía renovables, la predicción de la producción de energía no es un procedimiento fácil [6]-[25].

El EMS detendrá los procesos industriales menos rentables para las pérdidas económicas, para evaluar tales pérdidas económicas se tendrá de la siguiente manera [25]:

$$Costo_{total} = Valor_{Elec} \cdot Total_{Elec} + E_{pr} \cdot E_{red} + V_{pc} \cdot E_{su} \quad (1)$$

Donde:

$Costo_{total}$ es el costo total anual estimado (\$).

$Valor_{Elec}$ es el valor promedio ponderado de los costos anuales de generación de electricidad (\$/MWh).

$Total_{Elec}$ es la energía electricidad total anual producida (MWh).

E_{pr} es el precio de la energía de la red (\$/MWh).

E_{red} es la energía anual comprada en la red (MWh).

V_{pc} es el valor de la carga perdida (\$/MWh).

E_{su} es la energía anual que no se puede suministrar o comprar desde la red (MWh).

Algoritmo para el flujo del control de optimización de una VPP

Paso 1: SI

Existe excedente de energía

SI

El excedente de electricidad es mayor que la suma de la energía total consumida la capacidad de transferencia de la red (NTC)

Entonces

Disminuir la potencia de la cogeneración y

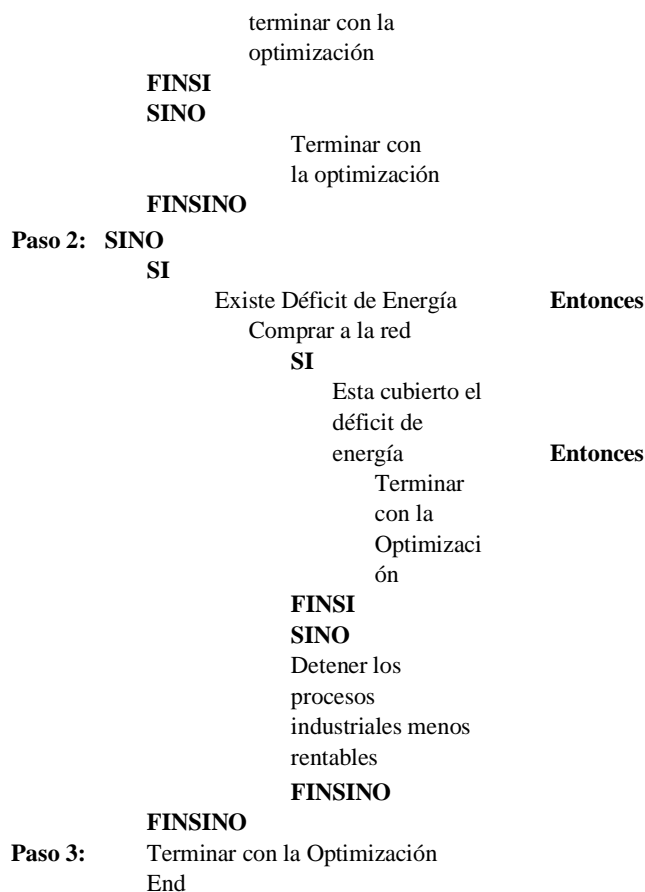


Figura 2. Optimización Vpp.

Las principales decisiones que deben ser establecidas por el responsable de la toma de decisiones del VPP [10] son:

Decidir cómo satisfacer su demanda eléctrica relacionada, incluidos los contratos bilaterales, presentar ofertas en esquemas de negociación multinivel para minimizar (maximizar) en de manera cooperativa la energía comprada (vendida) de un a otros VPP interconectados

Los beneficios del concepto de VPP se han identificado para diferentes partes tales como [6]-[7]-[23]:

Principales beneficios para los propietarios de unidades DER

Capturar el valor de la flexibilidad, incremento del valor de los activos a través de los mercados, reducción del riesgo financiero por agregación, capacidad mejorada para negociar condiciones comerciales

Principales beneficios para los operadores de distribución y transmisión

Mayor visibilidad de las unidades DER para su consideración en el funcionamiento de la red, uso de la flexibilidad de control de las unidades DER para la gestión de la red, mejor uso de las inversiones en la red, mejora de la coordinación entre los operadores, mitigar la complejidad de la operación causada por el crecimiento de la generación distribuida inflexible.

Principales beneficios para los formuladores de políticas

Integración rentable a gran escala de energías renovables mientras se mantiene la seguridad del sistema, abrir los mercados energéticos a los pequeños participantes, aumentar la eficiencia global del sistema de energía eléctrica al capturar la flexibilidad de las unidades DER. facilitar los objetivos para el despliegue de energía renovable y la reducción de las emisiones de CO2 mejorar la elección del consumidor, nuevas oportunidades de empleo.

Principales beneficios para proveedores y agregadores

Nuevas ofertas para consumidores y unidades de DER. mitigación del riesgo comercial, y nuevas oportunidades de negocio.

En este documento [28]se presenta un enfoque de optimización de programación lineal de enteros mixtos, que permite un modelado detallado de varias centrales de energía virtual (VPP) que consta de diferentes activos de generación, almacenamiento y demanda con costos operativos específicos, tarifas de incentivo, canales de venta y restricciones de operación habituales. como la demanda mínima y máxima y la potencia de generación, gradientes de carga, etc.

2.3 Despacho Económico

Hoy en día, muchos sistemas de energía funcionan bajo despacho económico con cálculos realizados cada poco minuto. En circunstancias normales, las señales de control se envían a las unidades generadoras para ajustar su salida de potencia de acuerdo con los resultados de optimización [29].

En [30] el despacho económico (DE) tradicional la generación de energía se basa únicamente en el despacho para atender la demanda de carga, para garantizar la fiabilidad de la fuente de alimentación, una gran cantidad de dispositivos a menudo se configuran en el lado de la generación, lo que resulta en desperdicio.

En [31] la tarea principal del modelado DE del sistema de energía es establecer funciones objetivas y restricciones de acuerdo con las características estructurales y los requisitos operacionales del sistema de energía

En los sistemas interconectados, los resultados de optimización se ajustan aún más mediante un proceso de control de frecuencia de carga (control de generación automático, AGC) , que apunta en [32] para mantener la desviación de la frecuencia y el intercambio de potencia total con las utilidades vecinas dentro de los valores predeterminados. La función objetivo es la suma de los costos del combustible térmico en función de la generación de potencia de salida P y la restricciones más básica son la ecuación de balance de potencia, la cual ponen límites a P [29]. Los factores de la demanda se considerará en el despacho de potencia [30]

En vista de las propiedades duales de VPP tanto como fuente y carga, factores del lado de la demanda son tomados en consideración en el despacho de potencia[31]. Normalmente los consideran en una función de objetivo cuadrático o en un enfoque iterativo, donde las pérdidas se calculan después de una solución anterior de flujos, luego estas pérdidas se añade a una demanda adicional[33]. En [32] se presenta un método de asignación de pérdida de transmisión para los nodos de carga y generador considerando la potencia del nodo y el flujo de potencia de la línea, por lo tanto, el futuro sistema de energía debería poder operar en condiciones de fuerte flujo de energía bidireccional para permitir una integración eficiente de la generación de energía local (especialmente basada en fuentes renovables) [32]-[34]. Permiten la prestación de servicios del sistema en la red de distribución y transmisión, como la capacidad de reserva operativa [35]. Uno de los indicadores de la calidad de la energía en los sistemas de distribución se traduce en que la tensión que se les suministra a los usuarios.

2.4 Despacho Óptimo de Vpp

En [36] los DER integrados se envían de manera óptima para minimizar los costos operativos de VPP por parte del EMS que también se encarga de la predicción de la información sobre la carga, la producción de energía renovable, de modo que se decida la programación de la generación, incluida la salida de DG, la estrategia de carga y descarga del almacenamiento de energía, ya sea

para reducir la carga interrumpible o para comerciar con la red.

En [37] el envío óptimo centralizado no se puede cumplir con el requisitos diversificados y escalabilidad de VPP causados por DER distribuidos geográficamente con varias operaciones. Por lo tanto, un envío óptimo descentralizado sirve para mejorar la decisión de envío óptima [36].

En este artículo [13], el algoritmo APSO se ha aplicado para resolver el problema de despacho óptimo de RES dentro de VPP, y los resultados muestran que este algoritmo proporciona soluciones de alta calidad al tiempo que cumple con las restricciones

3. Flujos óptimos de potencia

El flujo de energía es la solución de estado estable de un sistema de energía bajo ciertas condiciones preestablecidas para la generación, carga y topología del sistema. La solución consiste en conocer la magnitud y el ángulo de la tensión en cada bus del sistema, el flujo de potencia en cada elemento del sistema y las pérdidas de transmisión; en cambio, el flujo de potencia óptimo (OPF) considera un problema de optimización para definir los valores de potencia en cada bus de generación del sistema, sujeto a un grupo de restricciones de igualdad y desigualdad, es decir, límites de generación de energía activa, límites de transmisión de potencia activa, etc [38]-[39].

El flujo de potencia óptimo es uno de los problemas fundamentales en los análisis de sistemas de potencia. Algunos estudios esenciales en la operación y planificación de sistemas de energía generalmente requieren un gran número de soluciones OPF repetitivas. En estos análisis, la velocidad de convergencia de las soluciones OPF junto con su precisión son dos objetos clave [40].

El objetivo de OPF es encontrar la configuración óptima de una red de sistema de energía determinada que optimice las funciones objetivo del sistema, como el costo total de generación, la pérdida del sistema, la desviación de la tensión del bus, la emisión de unidades generadoras, el número de acciones de control y la reducción de la carga mientras satisfaciendo sus ecuaciones de flujo de potencia, seguridad del sistema y límites de operación del equipo [40]-[41].

En [42]-[39] OPF busca la configuración de generación que produce el menor costo de generación

para satisfacer una demanda de energía determinada, teniendo en cuenta las limitaciones del sistema y del equipo.

OPF es uno de los problemas conocidos de los sistemas de energía en los cuales se utilizaron muchos métodos numéricos y heurísticos para resolver este problema hasta el momento. Como se observa en estos estudios en la literatura, los métodos heurísticos son más efectivos y más rápidos que los métodos numéricos [43].

De acuerdo con las funciones objetivas y las restricciones, existen diferentes formulaciones matemáticas para el problema OPF [41].

Problema lineal en el que los objetivos y las restricciones se dan en formas lineales con variables de control continuo.

Problema no lineal donde los objetivos o las restricciones o ambos combinados no son lineales con variables de control continuo.

Mixto - problemas lineales enteros cuando las variables de control son discretas y continuas.

Las redes de corriente directa (DC) tienen las siguientes ventajas sobre las redes de corriente alternativa (AC) [22]-[44].

Algunos dispositivos, por ejemplo, paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, vehículos eléctricos, aparatos electrónicos y celdas de combustible, se integran más fácilmente con las redes de CC que con las redes de CA. Estos dispositivos son de naturaleza de CC o tienen una frecuencia diferente a la red principal, las microredes de CC son robustas a las caídas de voltaje y las desviaciones de frecuencia en la red principal. Esto se debe a que los voltajes de CC son fáciles de estabilizar y no hay sincronización de frecuencia para las redes de CC. La eficiencia del sistema puede ser mayor para las redes de CC porque se pueden evitar las pérdidas de conversión de los inversores. Es por esto que los centros de datos modernos utilizan redes DC. El problema del flujo de energía óptimo (OPF) determina las generaciones / demandas de energía que minimizan cierto objetivo, como el costo de generación o la pérdida de energía

En [45], se espera que los programas OPF logren un solución óptima de una función objetivo definida, como el costo de producción, el costo de operación del sistema o las pérdidas del sistema, complementado se deben cumplir todas las restricciones operativas y físicas del sistema de energía.

En [45] varios artículos han intentado alterar las limitaciones de los problemas de OPF o cambiar su función objetivo para mejorar la eficiencia de los problemas de OPF. Aunque en la mayoría de los modelos propuestos se consideran algunas limitaciones del problema de OPF, como los límites de voltaje de las barras y las restricciones de estabilidad y térmica de las líneas de transmisión, hay menos documentos que se han centrado en la maximización de la seguridad del sistema como función objetivo del problema de OPF.

Una amplia variedad de técnicas de optimización ha sido aplicada a la resolución de problemas OPF se pueden clasificar en [46]:

Programación no lineal (PNL), programación cuadrática (PQ), solución basada en Newton de condiciones de optimalidad, programación lineal (PL), versiones híbridas de programación lineal y programación entera. métodos de punto interior.

Debido la estructura física del sistema (topología) de las redes existe: distribuida y descentralizada.

En las redes eléctricas inteligentes, está cada vez más distribuida debido algunas entidades toman la responsabilidad de control de diferentes partes del sistema, aunque estas entidades pueden ser independientes, cualquier decisión tomada por una entidad de control afecta las decisiones tomadas por otras entidades, ya que están interconectadas físicamente a través de líneas de transmisión [42].

Este artículo [42] se analiza los algoritmos distribuidos / descentralizados para la solución de problema del flujo de potencia óptimo (OPF) tales como:

Coordinación de la descomposición, que incluyen la cascada analítica de objetivos (ATC), La descomposición de la condición de optimalidad (OCD), el método de dirección de alternancia de los multiplicadores (ADMM), el principio del problema auxiliar (APP), el consenso más innovaciones (C + I) y el paso de mensaje proximal (PMP).

Debido a la naturaleza de la fuente existe: flujo de potencia óptimo con corriente alterna ACOPF y flujo de potencia óptimo con corriente directa DCOPF.

En [47] describe el problema de ACOPF es la representación completa de OPF, debido a su naturaleza no lineal debe resolverse mediante algunos algoritmos iterativos, como Newton-Raphson o Gauss-Sidel.

En consecuencia, ACOPF no solo requieran mucho tiempo para la solución en grandes escalas, sino que

también son prácticamente imposibles de usar en el cuerpo de algoritmos iterativos grandes, como los procesos de planificación [41]-[47].

En [48] muestra el análisis del ACOPF que se realiza para obtener resultados de flujo de potencia altamente precisos, pero con un costo computacional relativamente alto mientras que el análisis del DCOPF representa un enfoque de análisis relativamente rápido pero simple para calcular valores aproximados de ángulos de bus y flujo de potencia de línea activa utilizando modelos de aproximación lineal de las ecuaciones de flujo de potencia activa de CA.

3.1 Flujo óptimo de potencia dc (DCOPF)

Las ventajas del Flujo de Potencia DC son [41]:

Fiabilidad de la optimización, capacidad para reconocer rápidamente la inviabilidad del problema, de modo que se puedan poner en práctica las estrategias apropiadas, el rango de límites operativos se puede acomodar y manejar fácilmente, incluidas las restricciones de contingencia, la convergencia a la precisión de ingeniería es rápida y también se acepta cuando los cambios en los controles se han vuelto muy pequeños.

Las ecuaciones de DCOPF se pueden aproximar mediante algunas ecuaciones lineales [29]-[41]-[47].

Las pérdidas de potencia en las líneas son pequeñas, los voltajes están cerca de sus valores nominales, las diferencias de ángulo de voltaje entre los buses adyacentes son pequeñas.

En [48] DCOPF se derivan de las ecuaciones de CA según cuatro supuestos principales:

Los voltajes del bus son 1 p.u, las resistencias en serie y las admisiones en derivación son despreciables, se ignoran las ecuaciones de flujo de potencia reactiva, y las relaciones de los transformadores son 1 p.u.

DCOPF comenta en [38] que es una herramienta que se usa a menudo para los análisis de contingencia. , debido a su simplicidad y robustez, se ha utilizado en el envío económico en tiempo real y en los análisis técnico-económicos de los sistemas de energía. Es el modelo más aceptable aplicado para llevar a cabo problemas de planificación y operación de sistemas de energía eléctrica, y se usa comúnmente para resolver OPF.

El objetivo es minimizar la suma de los costos de generación de las regiones y las funciones de

penalización sujetas a las restricciones de igualdad local [42].

El DCOPF es similar al despacho económico en su forma. Sin embargo, el despacho económico utiliza formulaciones de dimensión y sofisticación mucho más bajas y algunas variables relevantes, como las magnitudes de voltaje del generador [29].

Como resultado, las restricciones impuestas por consideraciones de seguridad del sistema no se manejan fácilmente mediante procedimientos que utilizan el balance de potencia u otros modelos tradicionales [41]-[42].

Las ventajas del flujo de carga óptimo no radican tanto en una mayor precisión; más importante es su capacidad para incluir restricciones de seguridad en la formulación [42]. Se pueden definir varios problemas mediante diferentes elecciones de variables de decisión, funciones objetivas y restricciones [29].

En [47] se presenta un nuevo mecanismo para mejorar la precisión del DCOPF convencional, este método modifica la restricción principal de equilibrio de potencia en el problema DCOPF mediante la determinación de algunas acciones nodales de pérdidas de transmisión y la agrega al sistema como nuevas cargas nodales.

Los sistemas de energía eléctrica están sujetos a pérdidas de transmisión debido a la conducción del flujo de energía a través de las sucursales. Sin embargo, la mayoría de los modelos de DCOPF no tienen en cuenta estas pérdidas en las restricciones [33]. Normalmente los consideran en una función objetivo cuadrática o en un enfoque iterativo, donde las pérdidas se calculan después de una solución anterior de flujos en sucursales, luego estas pérdidas se consideran una demanda adicional y el problema se actualiza y se ejecuta un nuevo OPF comenzando una nueva iteración [33].

El modelo (DCOPF) considera explícitamente los flujos, por lo tanto, podemos incluir fácilmente restricciones de capacidad de transmisión, lo que no ocurre con el modelo nodal clásico que tiene voltajes de magnitud y ángulo de fase como variables explícitas, por lo que es necesario algún cálculo para considerar las restricciones relacionadas con el flujo de potencia [33]-[47].

En [42]-[49] propone una solución distribuida al problema de DCOPF que considera las generaciones despachables las cargas sensibles y el costo de congestión de la línea donde cada bus en la red eléctrica

está asociado con un controlador local, que es responsable de recopilar información de generación de carga o demanda local, comunicarse con el controlador vecino y actualizar la señal local para el participante local.

En [49] DCOPF se describe que las diferencias de ángulo son suficientemente pequeñas, las magnitudes de voltaje son todas 1 p.u. y la resistencia de la línea de transmisión es despreciable en comparación con la reactancia. Se ha demostrado que este enfoque es lo suficientemente preciso para los cálculos de costos y precios.

En [50] describe el problema de CDOF utilizando el formalismo de puerto hamiltoniano, se ha demostrado que el método de gradiente aplicado al problema de OPF para minimizar las pérdidas en las redes de CC es estable bajo cierta condición en las matrices utilizadas.

Aquí[51] se presenta un algoritmo paso a paso para aplicar el método de relajación de Lagrangian para el problema DCOPF.

El vector multiplicador de Lagrange se inicializa a cero (inicio plano), los subproblemas se formulan y los problemas primarios relajados se resuelven para obtener el minimizador p_{gi} y se obtiene el valor de la función objetivo en el minimizador, los valores de los Multiplicadores de Lagrange se actualizan utilizando el método del subgradiente (descrito en la siguiente sección), y si se cumple la condición de parada, el procedimiento termina. de lo contrario, los subproblemas se resuelven de nuevo en el paso 2 .

En [51] se discute la aplicación de la descomposición de Lagrangian Relation (LR) y LR aumentada en el diseño de algoritmos DCOPF descentralizados, aborda un método de optimización distribuida basada en el consenso para tratar el problema DCOPF en una microrred. La descomposición de LR requiere que se compartan los datos relacionados con los flujos de línea de enlace solamente, es decir, las magnitudes de voltaje y los ángulos en los buses de límite.

4. Conclusiones

La Generación Distribuida puede reducir las pérdidas en transmisión y la escasez eléctrica. VPP es una buena solución para participar los generadores de distribución en el mercado eléctrico. Se introduce el concepto de VPP para ayudar a la DG a participar en los mercados. Las estrategias de licitación y la programación es más

importante en los mercados. Se discuten diferentes modelos para VPP y sus aplicaciones, a partir de la literatura. El algoritmo EMS ayuda al VPP a operar en diferentes modos.

El (OPF) es un problema de optimización ampliamente utilizado en la operación de sistemas de energía y compensación del mercado, intenta encontrar el envío más económico de generadores que satisfagan la demanda y las limitaciones técnicas en el sistema. Con niveles crecientes de incertidumbre debido a una mayor penetración de renovables, el despacho de generación requiere ajustes más grandes y frecuentes en tiempo real para mantener el balance de energía y la viabilidad en todo momento. En la literatura. En este documento se realiza una investigación de las diferentes metodologías para la óptima solución de OFP.

Por lo tanto, el envío óptimo centralizado se puede describir como un problema de la cartera de generación que apunta a la minimización de los costos operativos de VPP.

La asignación óptima (tamaño y ubicación) de VPP en la red del sistema de distribución existente son factores cruciales en la planificación y operación de las redes de distribución activas para mejorar el perfil de voltaje y minimizar la pérdida de energía. Al introducir VPP en el sistema, se puede mejorar el perfil de voltaje porque, puede proporcionar una parte de la potencia a la carga localmente, lo que ayuda a disminuir la corriente a lo largo de una sección de la línea de distribución, lo que, a su vez, dará como resultado un aumento en la magnitud del voltaje en el sitio del cliente. Entre los muchos beneficios de la generación distribuida se encuentra una pérdida de línea reducida, pero dependiendo de las clasificaciones y ubicaciones de las unidades de VPP, es posible que haya un aumento en la pérdida a niveles de penetración muy altos. Además, estos beneficios dependen en gran medida del tipo de VPP.

5. Referencias

- [1] P. Del Río and P. Mir-Artigues, "Combinations of support instruments for renewable electricity in Europe: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 287–295, 2014.
- [2] M. A. Salmani, A. Anzalchi, and S. Salmani, "Virtual Power Plant: New Solution for Managing Distributed Generations in Decentralized Power Systems," 2010.
- [3] X. Dominguez, M. Pozo, C. Gallardo, and L. Ortega, "Active power control of a Virtual Power Plant," 2016

- IEEE Ecuador Tech. Chapters Meet. ETCM 2016*, no. i, pp. 1–6, 2016.
- [4] F. Alobaid, N. Mertens, R. Starkloff, T. Lanz, C. Heinze, and B. Epple, “Progress in dynamic simulation of thermal power plants,” *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 59, pp. 79–162, 2017.
 - [5] A. Riofrio and D. Carrion, “Approach and deployment of distributed generation. State-of-art based on induction cooker system,” *2014 Ieee Andescon*, no. September, pp. 1–1, 2014.
 - [6] H. Saboori, M. Mohammadi, and R. Taghe, “Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, 2011.
 - [7] C. S. Lin and T. Lin, “Exploring Knowledge Sharing in Virtual Teams: A Social Exchange Theory Perspective,” vol. 00, no. C, pp. 1–10, 2006.
 - [8] M. Shabanzadeh, M.-K. Sheikh-El-Eslami, and M.-R. Haghighat, “Risk-based medium-term trading strategy for a virtual power plant with first-order stochastic dominance constraints,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 2, pp. 520–529, 2017.
 - [9] P. Nezamabadi and G. B. Gharehpetian, “Electrical energy management of virtual power plants in distribution networks with renewable energy resources and energy storage systems,” *Electr. Power Distrib. Networks (EPDC), 2011 16th Conf.*, pp. 1–5, 2011.
 - [10] H. Dagdougui, A. Ouammi, and R. Sacile, “Distributed optimal control of a network of virtual power plants with dynamic price mechanism,” *8th Annu. IEEE Int. Syst. Conf. SysCon 2014 - Proc.*, pp. 24–29, 2014.
 - [11] F. Heimgaertner and M. Menth, “Distributed Controller Communication in Virtual Power Plants Using Smart Meter Gateways,” *2018 IEEE Int. Conf. Eng. Technol. Innov. ICE/ITMC 2018 - Proc.*, pp. 1–6, 2018.
 - [12] H. Morais, M. Cardoso, L. Castanheira, Z. Vale, and I. Praga, “A Decision-Support Simulation Tool for Virtual Power Producers,” vol. 3512283211.
 - [13] S. R. Awasthi, S. Chalise, and R. Tonkoski, “Operation of datacenter as virtual power plant,” *2015 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2015*, pp. 3422–3429, 2015.
 - [14] P. Asmus, “Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future,” *Electr. J.*, vol. 23, no. 10, pp. 72–82, 2010.
 - [15] S. Rotger-Griful, “Virtual Power Plant for Residential Demand Response,” *Comput. Eng.*, no. Aarhus University, p. 28, 2014.
 - [16] C. Ross, “Virtual Power Plants,” *Electr. Contract. Mag.*, 2011.
 - [17] S. Hall and K. Roelich, “Business model innovation in electricity supply markets: The role of complex value in the United Kingdom,” *Energy Policy*, vol. 92, pp. 286–298, 2016.
 - [18] N. Etherden, V. Vyatkin, and M. H. J. Bollen, “Virtual Power Plant for Grid Services Using IEC 61850,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 12, no. 1, pp. 437–447, 2016.
 - [19] S. Singh, A. R. Gautam, and D. Fulwani, “Constant power loads and their effects in DC distributed power systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. December 2015, pp. 407–421, 2017.
 - [20] Z. Ren, W. Yan, C. Ding, J. Yu, and X. Zhao, “Probabilistic optimal power flow analysis of virtual power plant containing photovoltaic generation,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2015–March, no. March, 2014.
 - [21] Z. Gao, X. Ai, H. Zhang, and Y. Wang, “Access mode of EVs to grid based on VPP,” *IEEE Transp. Electr. Conf. Expo, ITEC Asia-Pacific 2014 - Conf. Proc.*, pp. 1–5, 2014.
 - [22] R. Kuntschke, M. Specht, M. Van Amelsvoort, M. Wagler, M. Winter, and R. Witzmann, “Economic optimization in Virtual Power Plants vs. stable grid operation - bridging the gap BT - 20th IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation, ETFA 2015, September 8, 2015 - September 11, 2015,” vol. 2015–Octob, p. IEEE IES; Interdisciplinary Centre for Security, R, 2015.
 - [23] Martin Braun, “Virtual Power Plants in Real Applications - Pilot Demonstrations in Spain and England as part of the European project FENIX - Conference papers - VDE Publishing House,” no. August, 2009.
 - [24] C. R. and G. S. D. Pudjianto, “Virtual power plant and system integration of distributed energy resources,” *Nord. Work. Power Ind. Electron.*, no. 1, p. 8, 2004.
 - [25] P. Lombardi, M. Powalko, and K. Rudion, “Optimal operation of a virtual power plant,” *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, pp. 1–6, 2009.
 - [26] E. Mashhour, “Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets — Part I : Problem Formulation,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 26, no. 2, pp. 949–956, 2010.
 - [27] H. Nezamabadi and M. Setayesh Nazar, “Arbitrage strategy of virtual power plants in energy, spinning reserve and reactive power markets,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 3, pp. 750–763, 2016.
 - [28] A. Koch, J. Gall, and C. Rehtanz, “Holistic Day-Ahead Scheduling Approach for inhomogeneous Pools

- considering common German Compensation and Cost Structures,” *2018 7th Int. Energy Sustain. Conf. IESC 2018*, pp. 1–9, 2018.
- [29] X. Wang, X. Wang, and M. Xie, *OPTIMIZATION POWER SYSTEM LARGE-SCALE COMPLEX with contributions from. .*
- [30] Y. Wang, X. Ai, Z. Tan, L. Yan, and S. Liu, “Interactive dispatch modes and bidding strategy of multiple virtual power plants based on demand response and game theory,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 510–519, 2016.
- [31] C. Huang, D. Yue, J. Xie, Y. Li, and K. Wang, “Economic dispatch of power systems with virtual power plant based interval optimization method,” *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 2, no. 1, pp. 74–80, 2016.
- [32] X. Li, S. Yamashiro, L. Wu, J. Li, and M. Ouyang, “Optimization of DC power flow by transmission loss allocation method,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, no. 9, pp. 0–5, 2009.
- [33] C. H. Fujisawa, M. F. Carvalho, A. T. Azevedo, S. Soares, E. P. Santos, and T. Ohishi, “Optimal power flow models using network flow method,” *Proc. 2012 6th IEEE/PES Transm. Distrib. Lat. Am. Conf. Expo. TD-LA 2012*, pp. 1–7, 2012.
- [34] M. Powalko, P. Komarnicki, K. Rudion, and Z. A. Styczynski, “Enhancing virtual power plant observability with PMUs,” *2010 5th Int. Conf. Crit. Infrastructure, Cris 2010 - Proc.*, pp. 1–6, 2010.
- [35] A. G. Zamani, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, “Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant,” *Appl. Energy*, vol. 169, pp. 324–340, 2016.
- [36] M. Lv, S. Lou, B. Liu, Z. Fan, and Z. Wu, “Review on power generation and bidding optimization of virtual power plant,” *Proc. - 2017 Int. Conf. Electr. Eng. Informatics Adv. Knowledge, Res. Technol. Humanit. ICELTICs 2017*, vol. 2018–Janua, no. ICELTICs, pp. 66–71, 2018.
- [37] T. Olejniczak, “Distributed Generation and Virtual Power Plants: Barriers and Solutions Energy and Resources,” *Thesis, Master Dev. Sustain.*, no. 0357022, 2011.
- [38] J. M. P. Contreras, “Comparative Study of Optimal Power Flow Solution using DC and Generalized Generation Distribution Factor Formulations,” *2018 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Exhib. - Lat. Am.*, no. 1, pp. 1–5, 2018.
- [39] M. N. Goldstein and R. Hiramoto, “Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm,” *J. Natl. Cancer Inst.*, vol. 27, no. 3, pp. 487–501, 1961.
- [40] M. Peikherfeh, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, “Optimal dispatch of distributed energy resources included in a virtual power plant for participating in a day-ahead market,” *3rd Int. Conf. Clean Electr. Power Renew. Energy Resour. Impact, ICCEP 2011*, pp. 204–210, 2011.
- [41] J. Zhu, *OPTIMIZATION OF POWER SYSTEM OPERATION. .*
- [42] A. Kargarian *et al.*, “Toward Distributed/Decentralized DC Optimal Power Flow Implementation in Future Electric Power Systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2574–2594, 2018.
- [43] U. Kil, “Solution of Ac-Dc Systems Using Genetic Algorithm,” no. I, pp. 2–7, 2013.
- [44] L. Gan and S. H. Low, “Optimal power flow in direct current networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 2892–2904, 2014.
- [45] M. Tourandaz Kenari and S. Jadid, “Optimal power flow considering system security using loading factor,” *2010 9th Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC 2010*, pp. 234–237, 2010.
- [46] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, and R. Adapa, “A review of selected optimal power literature to 1993. Part planning in large scale power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 2, pp. 668–676, 1999.
- [47] M. R. Baghayipour and A. A. Foroud, “Modification of DC optimal power flow, based on nodal approximation of transmission losses,” *Iran. J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 8, no. 1, pp. 76–90, 2012.
- [48] C. Zhang, H. Chen, M. Guo, X. Wang, Y. Liu, and D. Hua, “DC power flow analysis incorporating interval input data and network parameters through the optimizing-scenarios method,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 96, no. 381, pp. 380–389, 2018.
- [49] Y. Xu, H. Sun, H. Liu, and Q. Fu, “Distributed solution to DC optimal power flow with congestion management,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 95, pp. 73–82, 2018.
- [50] J. Lee, J. Guo, J. K. Choi, and M. Zukerman, “Distributed energy trading in microgrids: A game-theoretic model and its equilibrium analysis,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 6, pp. 3524–3533, 2015.
- [51] M. Hadi Amini *et al.*, *Decomposition Methods for Distributed Optimal Power Flow: Panorama and Case Studies of the DC Model*. Elsevier Inc., 2018.
- [52] A. Soroudi, *Power System Optimization Modeling in GAMS*. 2017.
- [53] R. T. Bhimarasetti and A. Kumar, “Distributed generation in Unbalanced Mesh Distribution System

with different unbalances,” *Proc. 6th IEEE Power India Int. Conf. PIICON 2014*, pp. 4–9, 2014.

- [54] G. N. S, D. K. Khatod, and M. P. Sharma, “009-CoimbatoreConferences-P2012.pdf,” vol. 28, pp. 42–46, 2012.